

Министерство нефтяной промышленности
ВНИИСПНефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А
ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ
И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ
РД 39-5-1313-85

1985

Министерство нефтяной промышленности
ВНИИСПнефть

УТВЕРЖДЕН
первым заместителем министра
В.Д.Филановским
27 сентября 1985 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А
ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ
И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ
РД 39-5-1313-85

1985

Руководящий документ РД 39-5-1313-85 "Методика определения коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти"

РАЗРАБОТАН - Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПНефть) Мин.нефтепрома

(А.Г.Гумеров, д.т.н., В.Г.Володян, к.т.н., Н.М.Черкасов, к.т.н., Э.Г.Лубарская).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
Методика определения коэффициентов сжимаемости
и термического расширения нефти
РД 39-5-1313-85

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной
промышленности от 2 октября 1985г. № 567
срок введения установлен с 3.10.85 .
Срок действия до 3.10.88

Настоящая методика предназначена для выполнения измерений
средних значений коэффициентов сжимаемости и термического расши-
рения товарной нефти в заданном диапазоне давлений и температур.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Средний коэффициент сжимаемости определяется как отно-
шение относительного изменения объема жидкости при изотермическом
сжатии к приращению давления:

$$\beta = - \frac{1}{V_0} \cdot \frac{V_2 - V_0}{P_1 - P_0} . \quad (1.1)$$

1.2. Средний коэффициент термического расширения определя-
ется как отношение относительного изменения объема жидкости при
изобарическом нагреве к приращению температуры:

$$\alpha = \frac{1}{V_0} \cdot \frac{V_1 - V_0}{t_1 - t_0} . \quad (1.2)$$

1.3. Измерение коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти основано на пьезометрическом методе. В качестве пьезометра переменного объема используется устройство УОСТ-ИОМ, выпускаемое серийно и предназначенное для определения содержания свободного газа в нефти.

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. Устройство УОСТ-ИОМ, состоящее из пробоборной камеры, пресса, манометрического узла и термостатирующей "рубашки". Пресс имеет плунжер, линейную шкалу и лимб. Перемещение плунжера оттарировано в единицах объема. Цена деления по линейной шкале - 1 см^3 , по лимбу - $0,01 \text{ см}^3$.

2.2. Образцовый манометр класса 0,4 с пределом 10 МПа. (ГОСТ 6521-72).

2.3. Термостат типа У - Ю с нагнетательным насосом и погрешностью поддержания температуры не более $\pm 0,1^\circ\text{C}$.

2.4. Термометр типа 4-Б2; предел измерений $0+55^\circ\text{C}$, цена деления $0,1^\circ\text{C}$ (ГОСТ 215-73).

2.5. Секундомер СОПр 2а-3 (ГОСТ 5072-79).

2.6. Термостатирующая жидкость - вода.

2.7. Промывочные жидкости - соляровое масло, спирто-бензольная смесь.

2.8. Применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о государственной поверке.

2.9. Допускается применение других средств измерений с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

3. УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Устройство УОСГ-100М должно устанавливаться в укрытии (блоке), обеспечивающем защиту от воздействия ветра, атмосферных осадков и прямых солнечных лучей.

3.2. Температура окружающей среды, °С - +5 + +30 .

3.3. Температура рабочей среды, °С - 0 + 50.

3.4. Максимальное давление в подводящем трубопроводе, МПа - 4,0.

3.5. Давление в рабочей камере УОСГ - 100М, МПа - 0+10.

3.6. Изменение температуры нефти за период измерения коэффициента сжимаемости не должно превышать $\pm 1^{\circ}\text{C}$.

4. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1. Провести проверку пробоотборной камеры на герметичность.

4.1.1. Заполнять камеру водой.

4.1.2. Повернуть пробоотборную камеру в положение "отбор пробы" и закрыть клапаны высокого давления.

4.1.3. Внедрением плунжера поднять давление до 10 МПа.

4.1.4. Сделать выдержку в течение 5 мин. Если уменьшение давления за это время не превышает 0,1 МПа, пробоотборная камера считается герметичной.

4.2. Сбросить давление до 2 МПа.

4.3. Подключить устройство к нефтепроводу, открыть вентили на пробоотборных патрубках, обеспечить циркуляцию нефти через "рубашку". Изменение давления в пробоотборной камере свидетельствует о наличии циркуляции через измерительное устройство и его готовности к работе.

5. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1. Определение коэффициента сжимаемости при температуре в нефтепроводе.

5.1.1. Подсоединить устройство УОСГ-100М к нефтепроводу.

5.1.2. Открыть клапаны высокого давления и обеспечить проток нефти через пробоборную камеру. Установить визир и лимб в исходное положение "0". Прогреть устройство в течение не менее 20 мин.

5.1.3. Отсечь пробу и закрыть клапаны высокого давления.

5.1.4. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления 2 МПа. Выдержать пробу до установления давления по манометру $P_1 = 2,0 \pm 0,1$ МПа. Зафиксировать соответствующее значение положения плунжера l_{p1} .

5.1.5. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления 6,0 МПа. Выдержать пробу до установления давления по манометру $P_2 = 6,0 \pm 0,1$ МПа. Зафиксировать соответствующее положение плунжера l_{p2} .

5.1.6. Измерить температуру t нефти в нефтепроводе.

5.1.7. Вычислить значение коэффициента сжимаемости нефти по формуле:

$$\beta_1 = \frac{1}{V_1 - l_{p1}} \cdot \frac{l_{p2} - l_{p1}}{P_2 - P_1} - \frac{V_1}{V_1 - l_{p1}} \cdot \beta_{yc} ; \quad (5.1)$$

$$V_1 = V_0 [1 + \beta_{yc} \cdot P_1 + \alpha_{yc} (t - t_0)] , \quad (5.2)$$

где V_0 - вместимость пробоборной камеры при нулевом положении плунжера при атмосферном давлении и температуре t_0 (из паспорта УОСГ-100М), см³;

α_{yc}, β_{yc} - поправочные коэффициенты на температурное расширение и упругую деформацию устройства УОСГ-100М (из свидетельства об аттестации или поверке), °С⁻¹, МПа;

- V_1 - вместимость пробоотборной камеры при нулевом положении плунжера при давлении P_I и температуре t , см³;
- t_0 - температура поверочной жидкости при определении V_0 (из паспорта УОСГ-100М), °С;
- t - температура нефти, °С;
- P_1, P_2 - начальное и конечное давление в пробоотборной камере, МПа ($P_I = 2,0$ МПа, $P_2 = 6,0$ МПа);
- L_{P1}, L_{P2} - положения плунжера по линейной шкале и лимбу УОСГ-100М, соответствующие давлениям P_I и P_2 , см³.

5.1.8. Повторить операции по пп. 5.1.2 - 5.1.7 и определить значение β_2 .

5.1.9. Определить $\beta_{cp} = \frac{\beta_1 + \beta_2}{2}$, МПа⁻¹.

5.1.10. Определить расхождение результатов двух наблюдений

$$\Delta \beta = \frac{\beta_1 - \beta_2}{\beta_{cp}} \cdot 100; \% \quad (5.3)$$

Если $|\Delta \beta| \leq 10\%$, то значение β_{cp} принимается за результат измерения коэффициента сжимаемости нефти.

Если $|\Delta \beta| > 10\%$, повторить операции по пп. 5.1.2 - 5.1.7.

5.2. Определение коэффициента сжимаемости при температурах, отличных от температуры в нефтепроводе.

5.2.1. Подсоединить устройство УОСГ-100М к нефтепроводу.

5.2.2. Открыть клапаны высокого давления и обеспечить проток нефти через пробоотборную камеру в течение не менее 10 мин.

5.2.3. Отсечь пробу, закрыть клапаны высокого давления, сжать пробу до $P = 7,0 - 8,0$ МПа. Сбросить давление, открыть клапаны высокого давления, обеспечить проток нефти через пробоотборную камеру.

Операции по п.5.2.3 повторить 3-5 раз для обеспечения заполнения пробоотборной камеры исследуемой нефтью.

5.2.5. Установить визир линейной шкалы в положение "10", лимб на "0". Отсечь пробу и закрыть клапаны высокого давления.

5.2.6. Отсоединить устройство от нефтепровода и промыть "рубашку" растворителем через входной и выходной штуцеры. Давление в пробоотборной камере поддерживать равным давлению в процессе отбора пробы.

5.2.7. Подключить устройство к термостату.

5.2.8. Установить требуемую температуру термостатирования. Термостатирование пробы считается законченным, если стрелка манометра в течение 10 мин не отклоняется более чем на 0,05 МПа.

5.2.9. Произвести операции по пп. 5.1.4 - 5.1.10.

5.3. Определение коэффициента термического расширения нефти в заданном интервале температур.

5.3.1. Произвести операции по пп. 5.2.1 - 5.2.7.

5.3.2. Установить температуру термостатирования t_1 , соответствующую нижней границе заданного интервала.

Давление в пробоотборной камере в процессе термостатирования поддерживается постоянным. Термостатирование пробы считается законченным, если стрелка манометра в течение 10 мин не отклоняется более чем на 0,05 МПа.

Зафиксировать положение плунжера l_{t_1} , соответствующее температуре пробы t_1 .

5.3.3. Повторить операции по п. 5.3.2 при температуре термостатирования t_2 , соответствующей верхней границе заданного интервала $|t_2 - t_1| \geq 5^\circ\text{C}$.

5.3.4. Определить значение коэффициента термического расширения:

$$\alpha_1 = \frac{1}{V_1 - l_{t_1}} \cdot \frac{l_{t_1} - l_{t_2}}{t_2 - t_1} + \frac{V_1}{V_1 - l_{t_1}} \cdot \alpha_{yc} ; \quad (5.4)$$

$$V_1 = V_0 [1 + \beta_{yc} \rho + \alpha_{yc} (t_1 - t_0)] , \quad (5.5)$$

где ρ - давление пробы нефти, МПа;

t_1, t_2 - температуры термостатирования пробы, соответствующие нижней и верхней границам заданного интервала, °С;

l_{t_1}, l_{t_2} - положение плунжера по линейной шкале и лимбу УОСТ-ИДОМ соответствующее температурам t_1 и t_2 , см³.

5.3.5. Повторить операции по пп. 5.3.1 - 5.3.4 и определить значение α_2 .

5.3.6. Определить $\alpha_{cp} = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$.

5.3.7. Определить расхождения результатов двух наблюдений:

$$\Delta \alpha = \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{\alpha_{cp}} \cdot 100; \%$$

Если $|\Delta \alpha| \leq 5\%$, то значение α_{cp} принимается за результат измерения среднего коэффициента термического расширения нефти в заданном диапазоне температур.

Если $|\Delta \alpha| > 5\%$, проводятся повторные измерения п.5.3.

6. ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. Пределная относительная погрешность результата измерения коэффициента сжимаемости нефти (с доверительной вероятностью 95%), % - 10.

6.2. Пределная относительная погрешность результата измерения коэффициента термического расширения нефти, % - 5.

7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1. К работе допускаются лица с образованием не ниже среднего, хорошо освоившие правила эксплуатации устройства УОСТ-ИДОМ, изучившие настоящую методику, сдавшие экзамен по технике безопасности при работе с химическими реактивами и сосудами, работающими под давлением.

7.2. При работе с нефтью и промывочными жидкостями необходимо соблюдать правила техники безопасности для работников химических лабораторий, правила работы с сосудами, работающими под давлением.

7.3. Запрещается работать с устройством УОСТ-ИОМ при неисправных вентилях в местах подключения к нефтепроводу.

7.4. Разборку устройства производить только после сброса давления и слива жидкости из системы.

8. МЕЖПОВЕРОЧНЫЙ ИНТЕРВАЛ ДЛЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ,
ВОХОДЯЩИХ В КОМПЛЕКТ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТОВ
СЖИМАЕМОСТИ И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ

Таблица

№! Средства ИД! измерения	!Межпове- ! рочный ! интервал !	Нормативный документ
1. Устройство УОСТ-ИОМ	I раз в год	Методика первичной и периодической аттестации (приложение данного РД)
2. Термометр типа БУ №2 ГОСТ 215-73	I раз в год	ГОСТ 2045-71
3. Манометр образцовый кл.0,4 ГОСТ 6521-72	I раз в год	ГОСТ 8.161-75
4. Секундомер СОП пр 2а-3 ГОСТ 5072-79	I раз в год	Инструкция 247-54

Примечание. В первый год эксплуатации осуществляется ежеквартальный внутрилабораторный контроль показателей точности методики путем измерения коэффициентов сжимаемости и термического расширения воды. Отклонение результатов измерений от табличных данных ГСССД 2-16 не должно превышать величин, указанных в п.п.6.1, 6.2. При отрицательных результатах контрольных испытаний устройство УОСТ-ИОМ представляется на внеочередную поверку.

ПРИЛОЖЕНИЕ
(обязательное)ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО УОСГ-100М
МЕТОДИКА АТТЕСТАЦИИ

Настоящая методика распространяется на измерительные устройства УОСГ-100М при использовании их для измерения коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти и устанавливает методику первичной и периодической аттестации.

I. ОПЕРАЦИИ АТТЕСТАЦИИ

1.1. При проведении аттестации должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (п.5.1) ,
- опробование (п.5.2) ,
- определение метрологических характеристик (п.5.3) .

2. СРЕДСТВА АТТЕСТАЦИИ

- 2.1. Вода дистиллированная, ГОСТ 6709-72.
- 2.2. Термостат с магнетательным насосом и погрешностью поддержания температуры не более $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$.
- 2.3. Вакуумный насос.

3. УСЛОВИЯ АТТЕСТАЦИИ

3.1. При проведении поверки должно быть соблюдено следующее условие.

- 3.1.1. Температура окружающей среды $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$.

4. ПОДГОТОВКА К АТТЕСТАЦИИ

4.1. Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы.

4.1.1. Устройство УОСТ-ЮОМ промыто и высушено.

4.1.2. Плунжер установлен в положение "0".

5. ПРОВЕДЕНИЕ АТТЕСТАЦИИ

5.1. Внешний осмотр.

5.1.1. При проведении внешнего осмотра должно быть установлено наличие маркировки и соответствие ее техническому паспорту.

5.1.2. Устройство не должно иметь механических повреждений.

5.2. Опробование

5.2.1. Заполнить пробоборную камеру дистиллированной водой, для чего

5.2.1.1. Установить устройство с полностью выведенным плунжером в вертикальное положение, отсоединить манометрический узел.

5.2.1.2. Заполнить дистиллированной водой пробоборную камеру:

5.2.1.3. Подсоединить манометрический узел с вывернутой пробкой.

5.2.2. Подсоединить вакуумный насос через крышку манометрического узла и в течение 30 мин производить вакуумирование пробоборной камеры, периодически подливая дистиллированную воду.

5.2.3. Отсоединить вакуумный насос, установить плунжер на отметку "5" и завернуть пробку.

5.2.4. Проверить герметичность пробоборной камеры, для чего снять пробу до 10 МПа и выдержать 30 мин. Падение давления в течение последующих 5 мин не должно превышать 0,1 МПа.

5.3. Определение метрологических характеристик

5.3.1. Заполнить пробоборную камеру дистиллированной водой в соответствии с пп. 5.2.1 - 5.2.3.

5.3.2. Обеспечить циркуляцию термостатирующей жидкости термостата через "рубашку" устройства УОСИ-ИОМ, задать требуемую температуру регулятором термостата.

5.3.3. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления $P_1 = 5$ МПа. Зафиксировать соответствующее значение положения плунжера V_{1i} .

5.3.4. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления $P_2 = 9$ МПа. Зафиксировать соответствующие значения положения плунжера V_{2i} .

5.3.5. Выполнить операции по пп. 5.3.3, 5.3.4 по пять раз в следующих точках диапазона рабочих температур: 10°C , 20°C , 30°C , 40°C .

5.3.6. Установить и поддерживать в пробоборной камере давление 5 МПа.

5.3.7. Термостатировать пробу при температуре $T_1 = 10^{\circ}\text{C}$, зафиксировать соответствующее положение плунжера V_{3j} .

5.3.8. Термостатировать пробу при температуре $T_2 = 40^{\circ}\text{C}$, зафиксировать соответствующее положение плунжера V_{4j} .

5.3.9. Выполнить операции по пп. 5.3.6 - 5.3.8 по четыре раза в следующих точках диапазона рабочих давлений: 4 МПа, 5 МПа, 6 МПа, 7 МПа, 8 МПа, 9 МПа.

5.3.10. Допускаемая погрешность определения постоянных измерительного устройства $\beta_{\text{ис}}$ и $\alpha_{\text{ис}}$ не должна превышать следующих величин:

для $\beta_{\text{ис}}$ не более $0,025 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$

для $\alpha_{\text{ис}}$ не более $0,015 \cdot 10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. Определение постоянных β_{yc} и α_{yc} измерительного устройства УОСГ-100М.

6.1.1. Вычислить коэффициенты сжимаемости β_i и термического расширения α_j по формулам:

$$\beta_i = \frac{1}{V_0 - V_{i1}} \cdot \frac{V_{i2} - V_{i1}}{P_2 - P_1}, \quad (6.1)$$

$$\alpha_j = \frac{1}{V_0 - V_{j1}} \cdot \frac{V_{j2} - V_{j1}}{T_2 - T_1}, \quad (6.2)$$

где V_0 - вместимость пробоботборной камеры при нулевом положении плунжера (из паспорта на измерительное устройство УОСГ-100М), см³;

$P_{i1} \cup V_{i1}$ - исходные значения давления и положения плунжера при i -м наблюдении, МПа и см³;

$P_{i2} \cup V_{i2}$ - конечные значения давления и положения плунжера при i -м наблюдении, МПа и см³;

$T_{j1} \cup V_{j1}$ - начальные значения температуры и положения плунжера при j -м наблюдении, °С и см³;

$T_{j2} \cup V_{j2}$ - конечные значения температуры и положения плунжера при j -м наблюдении, °С и см³.

6.1.2. Определить постоянные устройства β_{yc} и α_{yc} по формулам:

$$\beta_{yc} = \frac{1}{n_\beta} \sum_{i=1}^{n_\beta} (\beta_i - \beta_{mod}) = \frac{1}{n_\beta} \sum_{i=1}^{n_\beta} \beta_{yci}; \quad (6.3)$$

$$\alpha_{yc} = \frac{1}{n_\alpha} \sum_{j=1}^{n_\alpha} (\alpha_j - \alpha_{mod}) = \frac{1}{n_\alpha} \sum_{j=1}^{n_\alpha} \alpha_{ycj}, \quad (6.4)$$

где $n_{\beta, \alpha}$ - число наблюдений β и α соответственно.

$\beta_{таб}, \alpha_{таб}$ - табличные значения коэффициентов сжимаемости и термического расширения дистиллированной воды, МПа⁻¹ и °С⁻¹ (таблицы ГСССД 2-16).

6.1.3. Вычислять среднеквадратические отклонения результатов измерения постоянных β_{yc} и α_{yc} по формулам:

$$S_{\beta_{yc}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\beta_{yci} - \beta_{yc})^2}{n(n-1)}} ; \quad (6.5)$$

$$S_{\alpha_{yc}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\alpha_{yci} - \alpha_{yc})^2}{n(n-1)}} . \quad (6.6)$$

6.1.4. Вычислять доверительные границы случайных составляющих погрешностей результатов измерений постоянных по формулам:

$$\Delta\beta_{yc} = t_{\beta} S_{\beta_{yc}} ; \quad (6.7)$$

$$\Delta\alpha_{yc} = t_{\alpha} S_{\alpha_{yc}} , \quad (6.8)$$

где $t_{\beta, \alpha}$ - коэффициент Стьюдента при доверительной вероятности 0,95 и числе наблюдений n_{β} и n_{α} соответственно.

6.1.5. Полученные значения погрешностей $\Delta\beta_{yc}$ и $\Delta\alpha_{yc}$ должны соответствовать требованиям п.5.3.10.

7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АТТЕСТАЦИИ

7.1. На измерительное устройство УОСГ-100М, признанное по результатам поверки годным, выдается свидетельство об аттестации установленной формы с указанием постоянных β_{yc} и α_{yc} .

7.2. Измерительное устройство УОСГ-100М, не удовлетворяющее требованиям настоящей методики, к применению не допускается.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие положения	3
2. Средства измерений	4
3. Условия выполнения измерений	5
4. Подготовка к выполнению измерений	5
5. Порядок выполнения измерений	6
6. Показатели точности измерений	9
7. Требования безопасности	9
8. Межповерочный интервал для средств измерений, входящих в комплект для измерений коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти	10
Приложение. Измерительное устройство УОСТ-100М Методика аттестации	11

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ
И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ

РД 39-5-1313-85

ВНИИСПНефть
450055, Уфа, просп. Октября, 144/3

Подписано в печать 11.12.85 г. П17176
Формат 60x90 1/16. Уч.-изд.л.0,8. Тираж 212 экз.
Заказ 247

Ротапринт ВНИИСПНефть